

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Анализ применения винтовых насосов на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК 621.674: 622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шнурко Алексей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

По разделу «Иностранный язык»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Швагрукова Е.В.	к.фил.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Ответственный за реализацию ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Нефтегазовое дело	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. Кафедры РЭНГМ:

\_\_\_\_\_ Чернова О.С.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Шнурко Алексею Александровичу

Тема работы:

<b>Анализ применения винтовых насосов на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора	28.04.2018 №3073/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.05.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технический регламент установки подготовки газа, нормативные документы, проект разработки месторождения, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники, динамика добычи жидкости и газа в период эксплуатации месторождения, Результаты лабораторных исследований пластовой нефти, газа и воды
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Введение 2. Водонефтяные эмульсии 3. Инверсия водонефтяных эмульсий 4. Постановка задачи исследования 5. Объект и методы исследования 6. Исследование влияния количества сырья на качество подготовки нефти 7. Обсуждение результатов 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение 9. Социальная ответственность 10. Заключение

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Шарф И.В.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Иностранный язык	Швагрукова Е.В.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>10.02.2018</b>
---	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Г	Шнурко А.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Шнурко Алексею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка материальных затрат на модернизацию установок электровинтовых насосов на Крапивинском нефтяном месторождении.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009г в ред. от 19.12.2016г 3. ФЗ №444 от 19.12.2016г

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка перспективности применения электровинтовых насосов марки «KUDU» на Крапивинском нефтяном месторождении
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет капитальных и текущих затрат на модернизацию насосного оборудования на Крапивинском нефтяном месторождении
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности применения электровинтового насоса в качестве погружного оборудования на Крапивинском месторождении

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.18
--	----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шнурко А.А.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Г	Шнурко Алексею Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	Вся работа выполнялась в помещении с компьютерами с шириной 8 м., длиной 25 м. и высотой потолков 2,5 м.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме:	ГОСТ Р ИСО 26000-2012

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Психофизиологические факторы
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	1. Электробезопасность
3. Охрана окружающей среды:	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	В данном разделе рассматривается наиболее вероятная чрезвычайная
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	В данном разделе учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	0.5.02.18
---	-----------

### Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Абраменко Н.С.			

### Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Г	Шнурко А.А.		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	8
1. Геолого-физическая характеристика месторождения .....	10
1.1 Общие сведения о месторождении.....	10
1.2 Геолого-физическая изученность .....	12
1.3 Тектонические особенности месторождения.....	17
1.4 Нефтеносность.....	18
2. Анализ эксплуатации на Крапивинском месторождении .....	23
2.1 Способы эксплуатации на Крапивинском месторождении .....	23
2.2 Принцип работы скважинных винтовых насосных установок на Крапивинском месторождении .....	29
2.3 Классификация и анализ применения винтовых насосов на Крапивинском месторождении .....	32
2.4 Характеристика программно-технологического комплекса для проведения расчетов подбора насосов «Rospump» .....	38
3. Расчет параметров проектируемого винтового насоса .....	42
3.1 Расчет винтового насоса и анализ программного обеспечения «Rospump» .....	42
3.2 Анализ работы скважины с момента кнопочного запуска.....	46
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	50
4.1 Расчет экономии электроэнергии .....	51
4.2 Расчет работы винтового насоса в постоянном режиме .....	53
4.3 Расчет работы ЭЦН в режиме кратковременной эксплуатации .....	55
4.4 Расчет энергоэффективности и дополнительных затрат.....	59
5. Социальная ответственность .....	61
5.1 Охрана атмосферного воздуха.....	61
5.2 Охрана водной среды .....	66
5.3 Охрана земель, флоры и фауны .....	76
5.4 Обращение с отходами.....	80
5.5 Охрана недр .....	82
5.6 Охрана недр в процессе бурения .....	84
5.6 Охрана недр в процессе эксплуатации .....	88
Заключение .....	92

Список использованных источников .....	93
Приложение А .....	94



## **Введение**

Актуальность темы исследования. Выбор метода добычи и способа эксплуатации скважины являются одними из важнейших задач проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Данный выбор существенно влияет на годовые показатели добычи жидкости, межремонтный период насоса, энергоэффективность и обеспечение стабильной работы. Выбор должен базироваться на основании заранее подготовленных расчетов, целью которых является снижение затрат на подъем добываемой жидкости в процессе эксплуатации.

Объектом исследования выступает отчет о работе скважинного оборудования. Предмет исследования – нефтяная компания АО «Томскнефть» ВНК.

Цель работы: определение наиболее эффективного метода добычи полезных ископаемых на основании собранных отчетов о работе скважинного оборудования.

Для выполнения поставленной цели, были сформулированы следующие задачи:

- произвести характеристику возможных методов добычи нефти, выделить достоинства и недостатки;
- проанализировать эксплуатацию винтовых насосов на нефтяном месторождении.
- рассмотреть варианты увеличения МРП, энергоэффективности, внедрения винтовых насосов на нефтяных месторождениях.

Информационная база исследования состоит из данных отчетности и статистики по работе винтовых насосов на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК. Диссертационная работа выполнена с использованием информационных ресурсов сети Интернет, данных предоставленных нефтегазовой компании.

Научная новизна исследования заключается в комплексном рассмотрении теоретических и практических проблем, связанных с использованием винтовых насосов на нефтяных месторождениях. Выявлены

достоинства и недостатки эксплуатации, экономические риски, методы для увеличения показателей и стабильности работы винтовых насосов. Проведена оценка перспектив использования систем автоматизации и использование погружной телеметрии.

Теоретическая и практическая значимость заключается в возможности использования существующих проектов по эксплуатации винтовых насосов по месторождениям АО «Томскнефти». Это позволит производить эксплуатацию скважин с низким дебитом, исключить из эксплуатации КЭС.

## **1.Геолого-физическая характеристика месторождения**

### **1.1. Общие сведения о месторождении**

Крапивинское месторождение находится в Томской области на территории Каргасокского района. Расстояние то Томска – примерно 600 километров.

Крапивинское нефтяное месторождение расположено среди болот и лесов. Объем добычи считается средним (с учетом скважин, остановленных по распоряжению). Запасы, по подсчетам экспертов составляют 37 миллионов тонн. Скважины имеют глубину от 2ух километров до 3ех километром 600 метров. Западная часть Крапивинского н.м.р. открыта в 1984 году. Нефтеносные пласты обнаружили после глубокого разведочного бурения. Совместно с разведочным бурением, проведены исследования строения земных пропластков на площадях скважин.

Освоение восточной части Крапивинского месторождения начинается с 1997 года. Эксплуатация первых скважин началось только в июне 2001 года.

Для постоянного поддержания добычи заданного объема нефти производится бурение новых скважин на кустах. На сегодняшний день, планируется пробурить еще 8 кустов (более 60 скважин)

Промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1 – 1,5 м, на заселённых – 0,3 – 0,4 м, промерзаемость болот не превышает 0,4 м. Многолетнемёрзлых пород по данным бурения не установлено. Среднегодовое количество осадков составляет 400 – 500 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и сохраняется до начала мая. Его высота составляет от 0,4 – 0,5 м на открытых участках до 2 м на залесенных. Реки вскрываются преимущественно в начале мая, ледостав начинается в ноябре, болота обычно промерзают к началу января.

В административном отношении Крапивинское нефтяное месторождение находится в южной части Каргасокского района Томской области, в пределах

лицензионного блока 70 – 3. Расстояния до ближайших городов области следующие: до Кедрового, где находится ближайший аэропорт областного значения, – 125 км, до Томска – 470 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт).

Магистральных путей сообщения вблизи района проектируемых работ нет. Доставка бурового оборудования и материалов осуществляется по “зимнику”.

Майское месторождение в промышленно-экономическом отношении находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который находится в Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др.

На Крапивинском н.м.р. ведут разработку сразу несколько нефтяных компаний. На северо-востоке разработкой занимается компания АО «Томскнефть», на юго-западе «Газпром-Восток».

В свое время, на освоение было вложено довольно большая сумма денег. Восточную часть Крапивинского месторождения осваивали в период кризиса и пониженной стоимости нефти. В то время, часть аналитиков считала, что данное вложение на освоение новых скважин не окупится, так как территория представлена из сплошной тайги и болот. Ведение работ крайне сложно и дорогостояще.

Вопреки предсказаниям аналитиков, запуск первых скважин совпал с резким ростом стоимости на баррель нефти, в следствие чего, затраты на освоение восточной части Крапивинского н.м.р. окупились менее чем за год.

Так же стоит отметить, что основной особенностью Крапивинского н.м.р. является труднодоступность. Во время освоения доставка необходимых грузов к объектам строительства была возможна только в зимнее время года (при наличии автозимников). Работа шла чрезвычайно медленно и в целом зависела от погодных условий на месторождении. Относительно недавно (в 2010 году) Крапивинское н.м.р. связали с Игольским н.м.р. доступной дорогой.

## 1.2 Геолого-геофизическая изученность

Геологический разрез Крапивинского месторождения представлен терригенными отложениями мезокайнозойского чехла, несогласно залегающими на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента. [1]

Верхний отдел представлен Васюганской свитой (возраст составляет  $30.4 \pm 1.6$  млн. лет)

Верхнеюрские отложения относятся к васюганской свите. В ее разрезе выделяются: нижневасюганская подсвита, подугольная, межугольная и надугольная толщи келловей-оксфордского возраста.

Нижневасюганская подсвита небольшой толщины от 2м до 6м представлена однородными серыми до черных аргиллитами, сформированными в застойных лагунных условиях.

Вышележащая подугольная толща перекрывается угольным пластом, она разделена на две пачки: нижнюю, преимущественно песчаную – пласт Ю13 и верхнюю, песчано-глинистую – пласт Ю12. Раздел пластов Ю12 и Ю13 представлен глинистыми породами с пропластками углей или маломощными карбонатизированными песчаниками.

Пласт Ю13 характеризуется плохой сортировкой песчаного материала, содержит конкреции пирита. Предполагается, что он был сформирован в субаквальной зоне дельтовой равнины.

Пласт Ю12 представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с намывами углисто-слюдистого материала, встречаются включения конкреций пирита. По ряду внешних признаков считается, что он был сформирован в условиях переходной зоны – субаэральная часть дельтовой равнины.





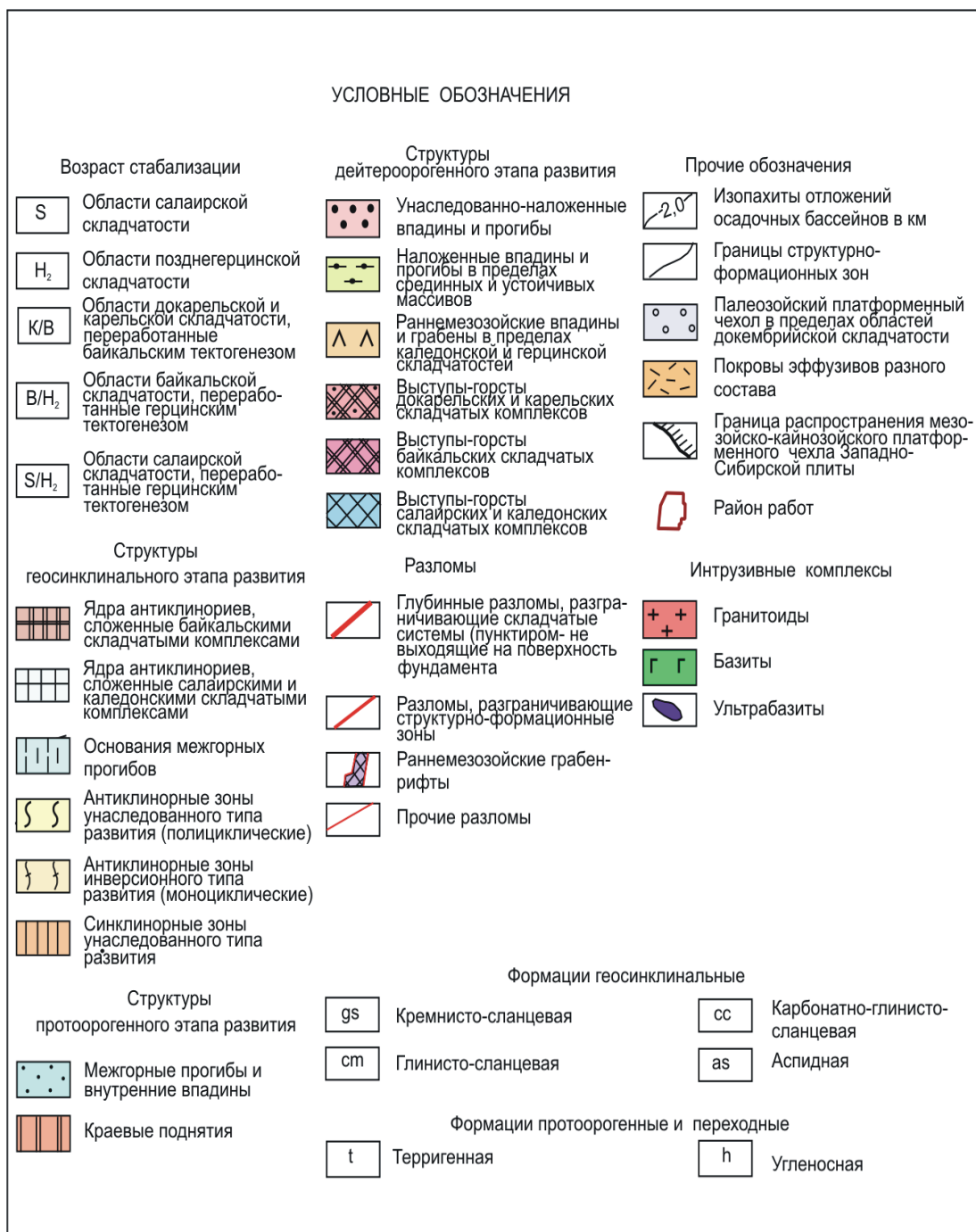


Рисунок 1.1 –Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент) под редакцией В.С.Суркова (1981 г.)

## Средний отдел

Вскрытая часть разреза тюменской свиты Крапивинского месторождения, в основном, представлена нефтеносными отложениями средней юры (возраст составляет  $36.1 \pm 2.4$  млн. лет). По литологическим, геохимическим и геологическим данным разрез свиты в продуктивном интервале глубин от угольного пласта У<sub>4</sub> до нижневасюганской подсвиты разделен на региональные и зональные циклиты. Региональные циклиты Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> соответствуют горизонтам, зональные - пластам, к которым приурочены залежи нефти. Региональный циклит (горизонт) Ю<sub>3</sub> охватывает толщу пород между угольными пластами У<sub>4</sub> и У<sub>3</sub>, имеющими батский возраст. В его пределах выделены зональные циклиты, соответствующие пластам Ю<sub>3-1</sub>, Ю<sub>3-2</sub>, Ю<sub>3-3</sub> и Ю<sub>3-4</sub>. Общая толщина горизонта Ю<sub>3</sub> изменяется от 46 м (скважина № 80Р) до 96 м (скважина № 1247), увеличиваясь в северном направлении. Увеличение толщины обусловлено развитием песчаников.

Породы горизонта Ю<sub>3</sub> имеют континентальный генезис, на что указывают геохимические показатели и генетические признаки (текстуры, органические остатки, минеральные включения и т. д.).

Региональный циклит (горизонт) Ю<sub>2</sub> келловейского возраста охватывает толщу пород между угольным пластом У<sub>3</sub> и маломощным алевроито-глинистым аналогом нижневасюганской подсвиты.

Наибольшие значения толщин наблюдаются на Южно-Крапивинской и на погружении между Восточно-Крапивинской и Северо-Крапивинской структурах.

Горизонт Ю<sub>2</sub> формировался в переходной лагунно-дельтовой обстановке, разделяется на два песчаных пласта Ю<sub>2-2</sub> и Ю<sub>2-1</sub>. Дельтовые отложения формировались в различных условиях и сложены разнообразными осадками - от континентальных до морских включительно.

Вскрытая толщина отложений свиты изменяется от 230 м до 300 м.



Нижний отдел представлен отложениями Мегионской свиты (возраст составляет  $45.6 \pm 4.6$  млн. лет)

Морские отложения Мегионской свиты залегают на образованиях баженовской свиты и представлены аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Песчаники буровато-серые, серые, светло-серые, средне-мелкозернистые, однородные и тонко-горизонтально слоистые, известковистые. В порах и микротрещинах отмечен битум.

Алевролиты серые, иногда с голубоватым оттенком, разномзернистые, песчанистые, слабоизвестковистые, однородные и с неясно выраженной слоистостью за счет изменений в гранулометрическом составе. В небольших количествах отмечен битум желто-бурый в пленках, каплях и по микротрещинам. Аргиллиты темно-серые и голубовато-серые, известковистые со слюдой и мельчайшим растительным детритом.

К нижней части свиты приурочен пласт Б<sub>1</sub> (ачимовская пачка, нефтеносный в отдельных скважинах).

Толщина отложений свиты составляет 340-361 м.

#### Тарская свита

Формирование отложений тарской свиты происходило в прибрежно-морских условиях. В основном, это песчаники с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.

Песчаники бурые, буровато-серые и светло-серые, однородные, реже с неясно выраженной пологой слоистостью за счет намыва слюды и растительного детрита по плоскостям наслоения, участками известковистые. Бурые песчаники имеют запах нефти.

Алевролиты серые, бурые тонко-горизонтально слоистые, с большим количеством растительных остатков по плоскостям наслоения.

Аргиллиты дымчато-серые, зеленоватые и алевролитистые с зеркалами скольжения, горизонтально-слоистые, содержат растительный детрит.

### 1.3 Тектонические особенности месторождения

В тектоническом плане район работ расположен в центральной части молодой Западно-Сибирской плиты, сложенной гетерогенным фундаментом, перекрытым мезозойско-кайнозойскими отложениями платформенного чехла.

В составе доюрского фундамента выделяется два структурно-тектонических этажа. Нижний – складчатый – представлен геосинклинальными, метаморфизованными, сильно дислоцированными образованиями докембрия и палеозоя, которые прорваны интрузивными образованиями различного возраста и состава.

Верхний этаж занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание фундамента и платформенными отложениями чехла. Для отложений промежуточного комплекса свойственно проявление эффузивного магматизма, меньшая дислоцированность и слабый метаморфизм.

Вахский лицензионный участок расположен на северо-западном продолжении Назино-Сенькинского антиклинория, в зоне его сочленения с Усть-Тымской впадиной. Структуры складчатого фундамента представляют собой линейные полосы сложнопостроенных поднятий и прогибов северо-западного простирания, которые рассечены на крупные блоки раннемезозойским Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом, межгорными прогибами и наложенными впадинами северо-восточного простирания. Окончательную консолидацию фундамента на территории Крапивинского лицензионного участка связывают обычно с позднегерцинской стадией тектогенеза.

Для структурного плана мезозойско-кайнозойского чехла свойственна высокая унаследованность от эрозионно-тектонических выступов фундамента. Это является характерным признаком молодых платформ, при образовании которых перерыв между консолидацией фундамента и началом формирования осадочного чехла был небольшим.

Участок включает в себя Крапивинское куполовидное поднятие, которое осложняет северо-восточную периферию Трайгородского меговала. В пределах

контура лицензирования выделяются в центральной и южной частях площади Вахский и в северо-восточной части Кошильский участки.

### 1.4 Нефтеносность

Промышленно нефтеносными являются пласты Ю<sub>1-1</sub>, Ю<sub>1-2</sub> и Ю<sub>1-3</sub> (Ю<sub>1-2+3</sub>) васюганской свиты верхней юры, Ю<sub>2-1</sub>, Ю<sub>2-2</sub>, Ю<sub>3-1</sub>, Ю<sub>3-2</sub>, Ю<sub>3-3</sub>, Ю<sub>3-4</sub> Васюганской свиты средней юры и доюрские отложения (пласт М), физические свойства пластов указаны в таблице 1.2.

Положение ВНК определено по материалам промыслово-геофизических исследований и подтверждено результатами испытания скважин. На Крапивинском месторождении водонефтяные контакты изменяются в зависимости от типа коллектора. Разрез Васюганской свиты по линии скважин 11р-198р представлен на рисунке 1.3.

Таблица 1.2 - Геолого–физическая характеристика Крапивинского месторождения

Геологические условия						
Объекты	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	Ю <sub>2</sub> <sup>1+2</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>1+2</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>3+4</sup>	М
Тип коллектора	Поровый					
Тип залежи	Пластово – сводовые, литологически и тектонически экранированные					Тектонические ограниченные
Средняя глубина залегания, м	2208	2223	2259	2267	2306	2588
Площадь, тыс.м <sup>2</sup>	265614	298435	453	52926	12941	3281

Продолжение таблицы 1.2

Песчанистость, д.ед.	0,74	0,64	0,84	0,58	0,69	0,39
Расчлененность, ед.	1,7	4,3	1,4	4,9	3,1	14,0
Нефтенасыщенная толщина, м	4,7	11,0	2,3	10,1	5,5	3,0
Проницаемость, мД (ГИС)	46,7	15,3	7,6	22,8	16,2	10
Средняя пористость, %	17,0	16,0	15,0	17,0	16,0	14,0
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,62	0,51	0,41	0,53	0,5	0,6

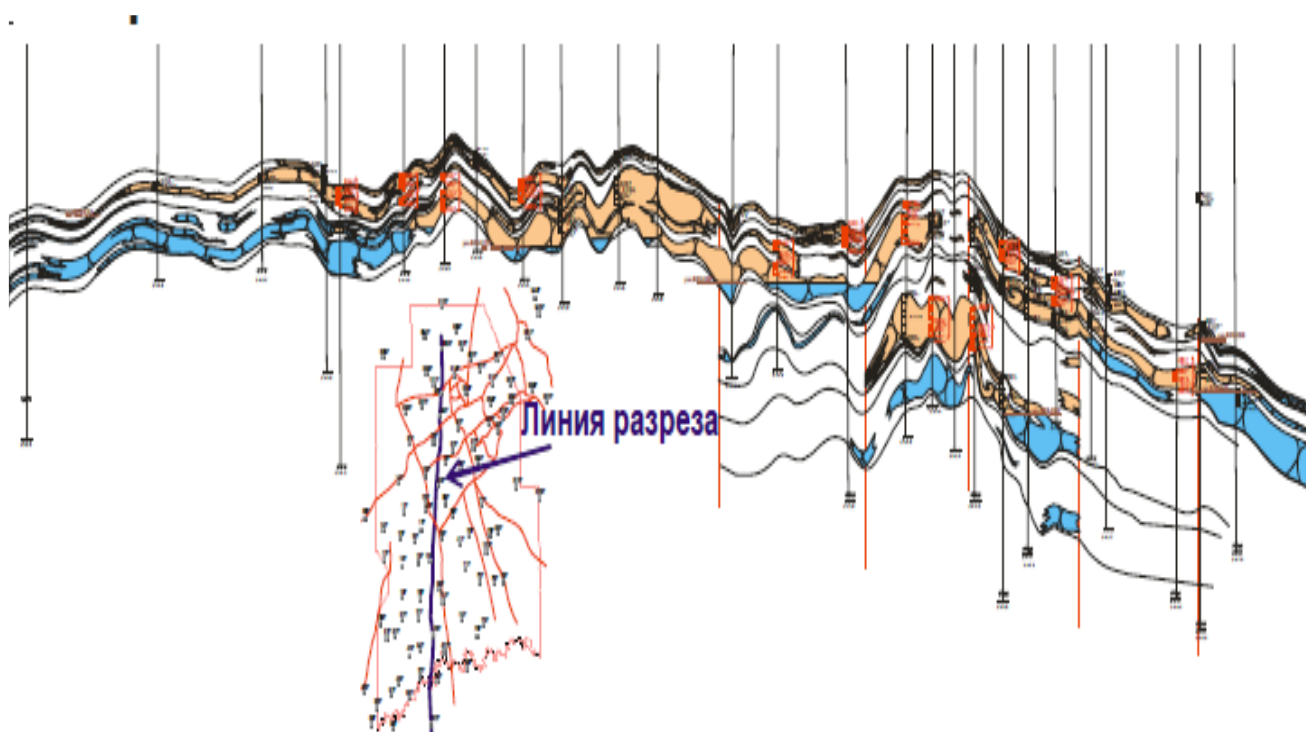


Рисунок 1.3 – Разрез Васюганской свиты по линии скважин 11p-198p

## 1.5 Составы и свойства нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Физико-химические свойства флюидов Крапивинского месторождения изучены в процессе исследованиями пластов с помощью замеров глубинных давлений и отборами проб газа и нефти.

Объемный коэффициент нефти в диапазоне от 1,207 до 1,277 доли единицы и низкое давление насыщения в диапазоне (8,4 – 21) МПа ниже начального пластового (22,5 - 28,7) МПа. Газовый фактор изменяется в диапазоне (62 – 94) м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент нефти требуется для уточнения количества жидкости, проходящей через насос (с учетом известного дебита жидкости на поверхности)

Нефть Крапивинского месторождения, характеризуется низким содержанием:

смола в диапазоне (6,82 - 7,5) %;

асфальтенов в диапазоне (1,99 - 2,6) %;

парафинов в диапазоне (2,26 - 2,93) %.

Средняя глубина пробуренных скважин после бурения составляет 2781м. Наиболее глубокие скважины представлены с горизонтальным окончанием (отсутствие интервала перфорации и спуск фильтра для увеличения нефтеотдачи).

Плотность дегазированной нефти изменяется от 0,840 т/м<sup>3</sup> до 0,833 т/м<sup>3</sup>.

Состав попутного газа по всем объектам характеризуется низким содержанием метана от 66 % до 68 % при небольшом содержании углекислого газа, азота и инертных газов.

Пластовые и закачиваемые сеноманские воды рассматриваемых месторождений имеют в целом низкую плотность, практически одинаковую с пресной, что согласуется с невысокой минерализацией (таблица 1.4).

Сведения о физических свойствах, газосодержании пластовых вод отсутствуют, целенаправленных отборов проб и исследований не проводилось.

Таблица 1.4 – Свойства сеноманской и пластовой воды

Параметры	Пластовая вода	Сеноманская вода
Плотность г/м <sup>3</sup>	1,022 - 1,032	1,01
Общая минерализация, г/л	18,3 - 42,3	9,4 - 14,4

### 1.6 Характеристика текущего состояния разработки Крапивинского месторождения

На 01.01.2018 год на Крапивинском месторождении пробурено 1389 скважин, из них добывающих - 1260, нагнетательных - 82 и водозаборных - 47. На дату анализа на месторождении под закачку переведено 330 добывающих скважин, а также четыре добывающих скважины в поглощающий фонд и три в водозаборный фонд. Распределение фонда скважин Крапивинского месторождения представлена на схеме 1.5.

За всю история разработки максимальный фонд действующих добывающих скважин был достигнут в 1990 году (651 ед.), который в последующее десятилетний период сократился почти в двое, составив 294 ед. в 2000 году. На начало 2018 года действующий составил 380 скважин.

Сетка скважин, эксплуатируемых на Крапивинском месторождении представлена на рисунке 1.6.

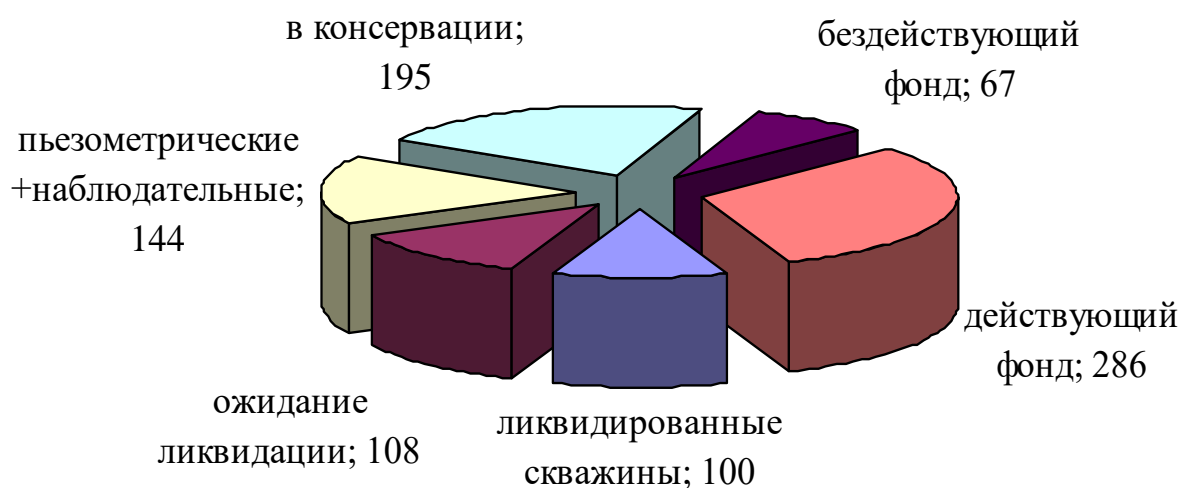
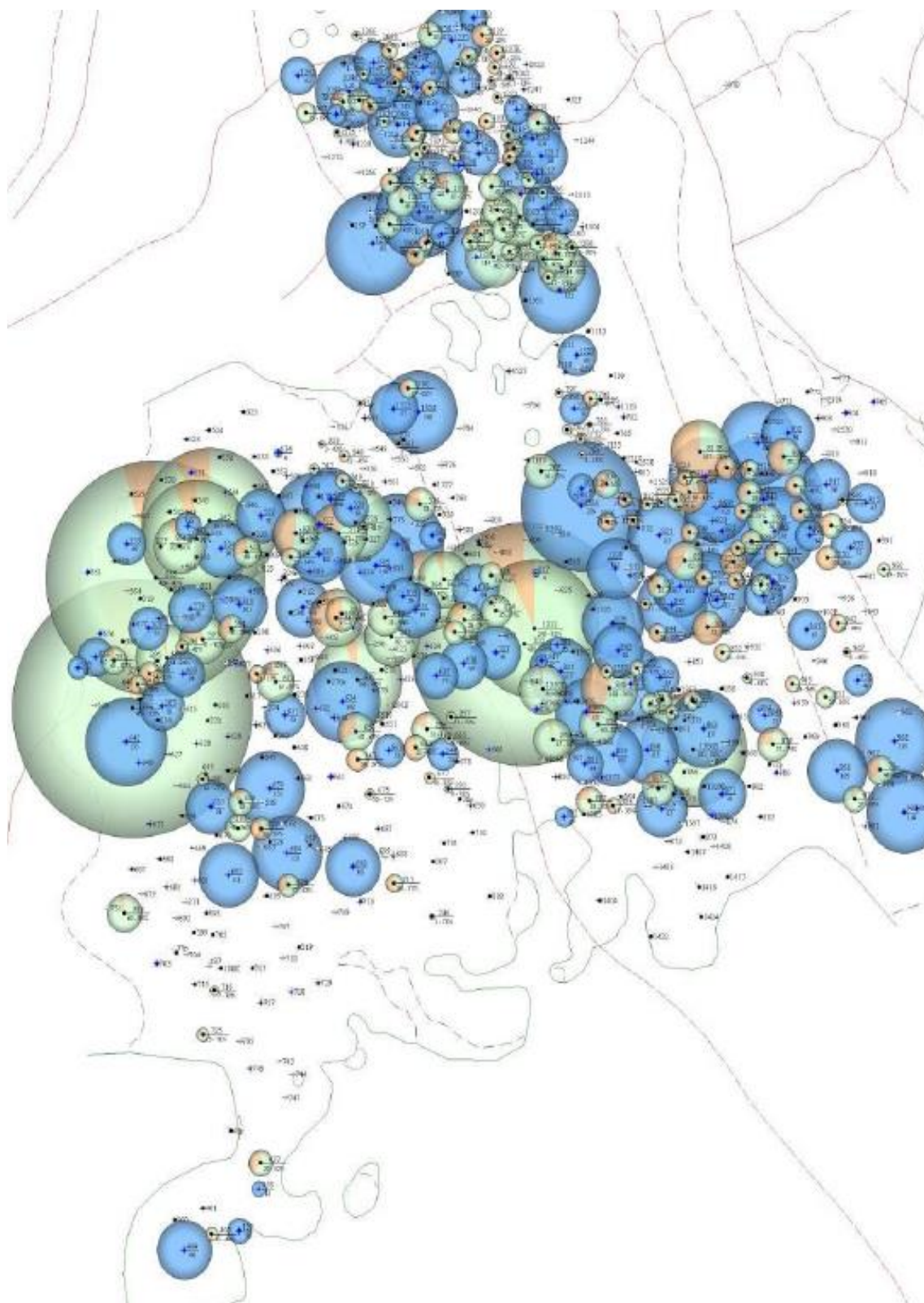


Схема 1.5 – Распределение фонда скважин на 1.01.2018г.

Рисунок 1.6 – Сетка скважин, эксплуатируемых на Крапивинском месторождении





## 2. Анализ эксплуатации на Крапивинском нефтяном месторождении

### 2.1 Способы эксплуатации на Крапивинском месторождении

Способ эксплуатации осуществляется в двух вариантах:

1. Штанговый способ добычи нефти
2. Газлифтный способ добычи нефти



Рисунок 2.1 – Способы подъема продукции скважины на поверхность

#### Газлифтная эксплуатация

Одним из самых важных способов эксплуатации нефтяных скважин является газлифтный способ. Газлифтная эксплуатация осуществляется при помощи газлифтных клапанов, которые установлены в кольцевом пространстве между эксплуатационной колонной и спущенной колонной НКТ. Газ отделяется от жидкости и вновь может быть использован для закачки в газлифт; лишний газ подается в сеть газораспределения. В основе данной системы заключается использование газлифтного клапана, который действует как регулятор давления и поддержания, в зависимости от принятой конструкции клапана, заданное давление в кольцевом пространстве, либо давление в НКТ (рис.2.2)



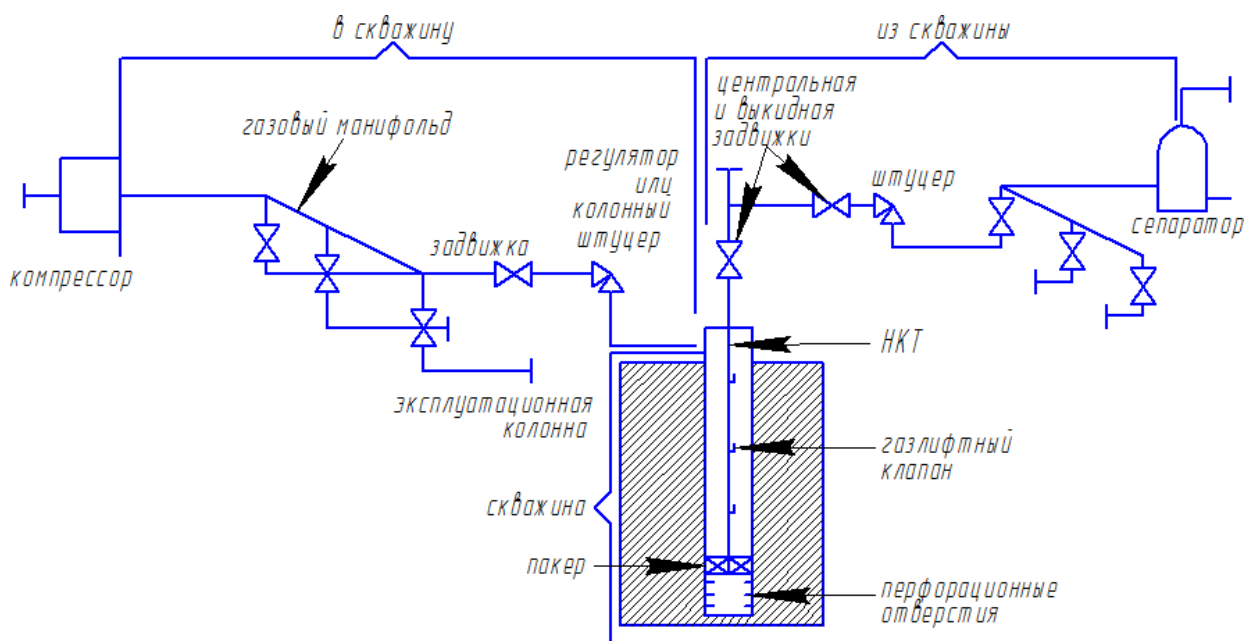


Рисунок 2.2 – Схема газлифта

Подъемник в газлифте может действовать в двух режимах:

- 1) закачка газа в НКТ (непрерывная), сопровождаемая выносом пластовой жидкости из затрубного пространства;
- 2) стремительная закачка большего объема газа в НКТ, которая приводит к образованию пробки из жидкости.

Первый способ имеет название «непрерывный газлифт» и может применяться на скважинах с дебитом, достаточном для выноса накопившейся жидкости из межколонного пространства. Способ второй – это периодический газлифт, который применяется на скважинах с достаточно низкой продуктивностью ( $K_{пр}$ )

Ниже представлены преимущества и недостатки газлифтной эксплуатации:

- несложное в подготовке оборудование и удобное обслуживание;
- эффективная эксплуатация скважины с искривлениями ствола;

#### Газлифтный способ подъема жидкости

Подъем пластовой жидкости на устье осуществляется механизмами, которые работают на подводимой энергии.

Существующие виды насосной эксплуатации скважин:

- электроцентробежный (УЭЦН);
- винтовой (УШВН, УЭВН);
- электродиафрагменный (УЭДН)

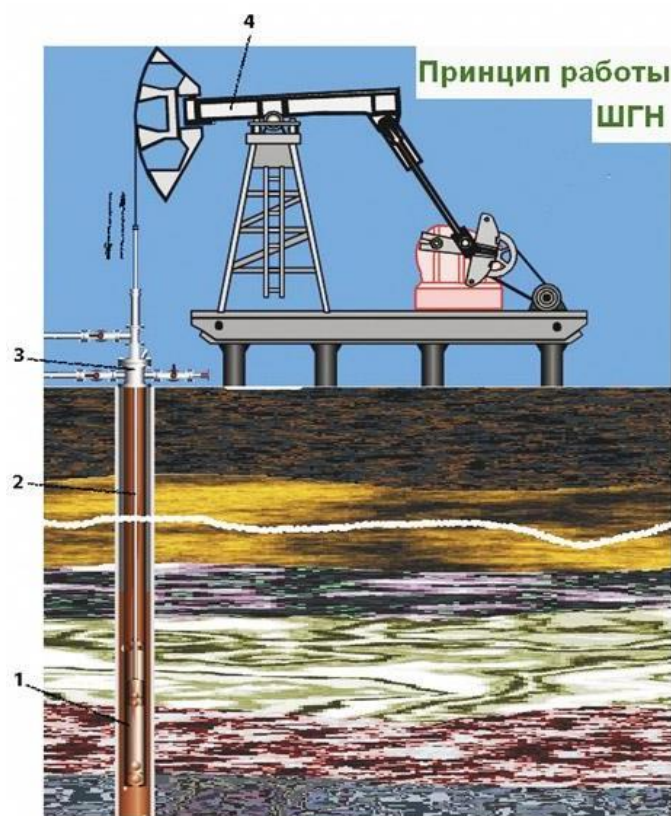


Рис. 2.3 – Принцип работы штангового  
Конструкция скважины:  
1 - насосное оборудование;  
2 - насосно-компрессорные  
трубы;  
3 - станок-качалка.

В результате закачки жидкости, уровень при постоянной работе насоса в трубах поднимается до устья (до ФА), и далее в выкидную линию поступает через наземное оборудование.

Штанговые насосы занимают много места на устье, отличаются малой подачей, их нельзя применять в скважинах с большим искривлением. Достоинства и недостатки эксплуатации скважин штанговыми насосами представлены в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Преимущества и недостатки использования ШГН

Преимущества использования штанговых насосов	Недостатки использования штанговых насосов
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Наиболее высокий КПД для низкодебитных скважин;</li> <li>- Облегченное проведение ремонта за счет небольшой глубины скважин;</li> <li>- Различные приводы двигателя для обеспечения бесперебойной и стабильной эксплуатации;</li> <li>- Возможность применения в осложненных условиях эксплуатации</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Существенные ограничения по возможной глубине спуска насоса (чем глубже, тем выше вероятность обрыва штанг, полета на забой скважины);</li> <li>- При повышенном потенциале существует ограничение в виде малодебитной эксплуатации;</li> <li>- Ограничение по наклону ствола скважины.</li> </ul>

Установка электроцентробежного насоса является составляющей определенного количества ступеней, в которых имеется ротор и статор. Ротор - это центробежное колесо, а статор - аппарат. Ротор нескольких ступеней закреплен за вал, который, в свою очередь соединен с валом УЭЦН (рис. 2.5).

Каждая ступень в конструкции ЭЦН развивает напор порядка 10м. Исходя из этого для обеспечения стабильной откачки жидкости с глубины более 1500-2000 м в корпусе насоса монтируют от 200 ступеней.

При выявлении снижении напора в процессе эксплуатации, КПД, подачи, УЭЦН лучше не применять. Так же при условиях повышенной вязкости, а так же увеличенном газосодержание на приеме насоса

Достоинства и недостатки эксплуатации скважин штанговыми насосами представлены в таблице 2.6



Станция управления  
Трансформатор  
Клеммная коробка

Кабель и кабельный удлинитель

Перепускной, сливной и  
обратный клапаны  
Струйный аппарат  
Шламоуловитель

Насос

Газосепаратор-диспергатор  
Диспергатор  
Шламоуловитель центробежный  
Входной модуль  
ЖНШ

Гидрозащита

Электродвигатель

ТМС

Дополнительно в состав установки могут входить:  
- фильтры;  
- контейнер для предотвращения солеотложений и коррозии;  
- кожух электродвигателя.

Рис. 2.5 - Схема установки ЭЦН

Таблица 2.6 – Преимущества и недостатки использования УЭЦН

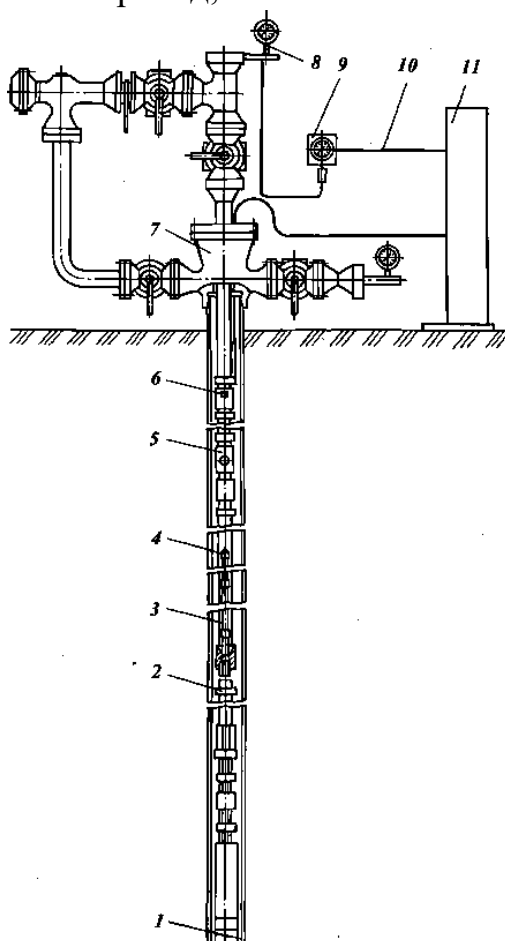
Преимущества использования электроцентробежных насосов	Недостатки использования электроцентробежных насосов
<ul style="list-style-type: none"> <li>- широкий выбор диапазона подачи на устье;</li> <li>- эксплуатация в наклонно-направленных скважинах (при искривлении более 15 градусов на 10 метров);</li> <li>- отсутствие зависимости показателей насоса от положения в пространстве;</li> <li>- меньший износ НКТ за счет внедрения специального покрытия, повышающего срок службы до 5-7 лет;</li> <li>- отсутствие движущихся частей на устье, отсутствие травмоопасности.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- высокая чувствительность к наличию газа, парафиноотложениям, влиянию солеотложений.</li> <li>- ухудшение показателей при работе в условиях коррозионно-агрессивной среды, при повышенном выносе песка;</li> <li>- отсутствие возможности эксплуатации скважин с жидкостью повышенной вязкости (при вязкости более 200 сП эксплуатация невозможна);</li> <li>- низкая термостойкость изоляции ПЭД и кабеля.</li> </ul>

### Диафрагменные электро-насосные установки

Для работы в осложненных условиях созданы установки электродиафрагменных насосов, относящиеся к бесштанговым насосам.

Рис. 2.7 - Установка электро-диафрагменного насоса:

1 - насос; 2 - клямсы крепления к трубам; 3 - ШМУ; 4 - первая НКТ; 5 - сбивной клапан; 6 - КЛ; 7 - устьевое оборудование (ФА); 8 - манометр  
10 - наземный провод; 11 - наземное электрооборудование



Достоинства и недостатки эксплуатации скважин винтовыми насосами представлены в таблице 2.8

Таблица 2.8 – Преимущества и недостатки использования УЭВН

Преимущества использования электроцентробежных насосов	Недостатки использования электроцентробежных насосов
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Полное отсутствие крупногабаритного наземного оборудования;</li> <li>- Достаточно малая заводская мощность электродвигателя;</li> <li>- Простота действий при монтаже и эксплуатации;</li> <li>- Возможность применения УЭДН в скважинах с низким потенциалом;</li> <li>- Возможность эксплуатации на месторождениях с небольшими устьевыми площадками (болота и т.д.).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Быстрый износ;</li> <li>- Невозможность работы с абразивом, падающее на всем сроке службы КПД из-за постепенно стачивающихся шестеренок, торцевые уплотнения или сальники;</li> <li>- Невозможность сухого хода, дорогостоящий ремонт (статор-ротор -это примерно 50% стоимости насоса);</li> <li>- Невозможность работать с вязкими жидкостями, твердыми включениями.</li> </ul>

## 2.2 Принцип работы скважинных винтовых насосных установок на Крапивинском месторождении (СВНУ)

Винтовые насосы обладают некоторыми особенностями, делающие их применение более предпочтительнее по сравнению с аналогичными системами добычи нефти и газа. Одна из важнейшей характеристики достаточно высокий КПД всей системы в целом. УЭВН обладают КПД (50-70) %, что гораздо выше, чем у установок добычи других типов.

Принцип действия: статор и ротор используют ряд замкнутых полостей. Данные полости изменяют движение по оси к области приема насоса с помощью вращения ротора. До работы насоса затрубное пространство сообщается с областью над приемом насоса, объем жидкости увеличивается, когда происходит движение по оси, происходит заполнение нефтью. Полость нагнетания соединяется с полостью всасывания, которая уменьшается, следовательно жидкость движется в по инерции в НКТ. [4]

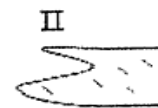


Рис. 2.9 - Установка скважинного винтового насоса:

1) интервал перфорации; 2) насосно-компрессорные трубы; 3,4) винтовые насосы; 5,6) валы; 7) шток; 8) сальник; 9,10) входные отверстия; 11) патрубков; 12) пакер (при наличии); 13) эксплуатационная колонна.

Преимущества конструкции УЭВН перед насосными установками другого типа:

- перекачивание многопластовой жидкости с значительной вязкостью, огромный скоплением механических включений и незначительным содержанием газа;
- низкие внутренние скорости сдвига по вертикальной оси, то что ограничивает эмульгация жидкостей из-за перемешивания;
- простота конструкции, эксплуатации и сервиса;
- малогабаритное и малошумное наземное оборудование.

Конструкции винтовых насосов имеют так

же определенными изъянами по сравнению с иными видами механизированной добычи. Более заметными из них считаются лимитирования в отношении подач и, высоты подъема. Ниже перечисляются лимитирования в сфере использования и затруднения при эксплуатации установок винтовых насосов:

- Ограничения максимальному дебиту =  $1590 \text{ м}^3$  / сутки (до 10000 баррель/сутки).
- Ограничения по возможной высоте подъема жидкости (недостаток напора): максимум = 3500 м
- Ограничения по температуре на входе в приемные секции насоса = 150 С.
- Склонность к повреждениям насосов, особенно при работе на холостом ходу.
- Практическое отсутствие опыта проектирования, монтажа насоса и эксплуатации на механизированном фонде

Установки винтовых насосов, при надлежащем использовании и правильной эксплуатации, представляют наиболее экономичным способом добыч пластовой жидкости на поверхность.

Ниже перечислены типы продукции, добываемой УЭВН:



Тяжелая нефть:

- содержание механических примесей до 85%;
- процентное содержание воды до 100%;
- отмечается несущественное содержание соединений, не входящих в состав нефти, низкий газовый фактор;
- незначительное наличие  $H_2S$  и  $CO_2$ .

### 2.3 Классификация и анализ применения винтовых насосов на Крапивинском месторождении

Существуют следующие виды механизированной эксплуатации скважин: установкой штангового глубинного насоса (УЭВН); установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН); установкой штангового (либо электропогружного) винтового насоса (УШВН, УЭВН);

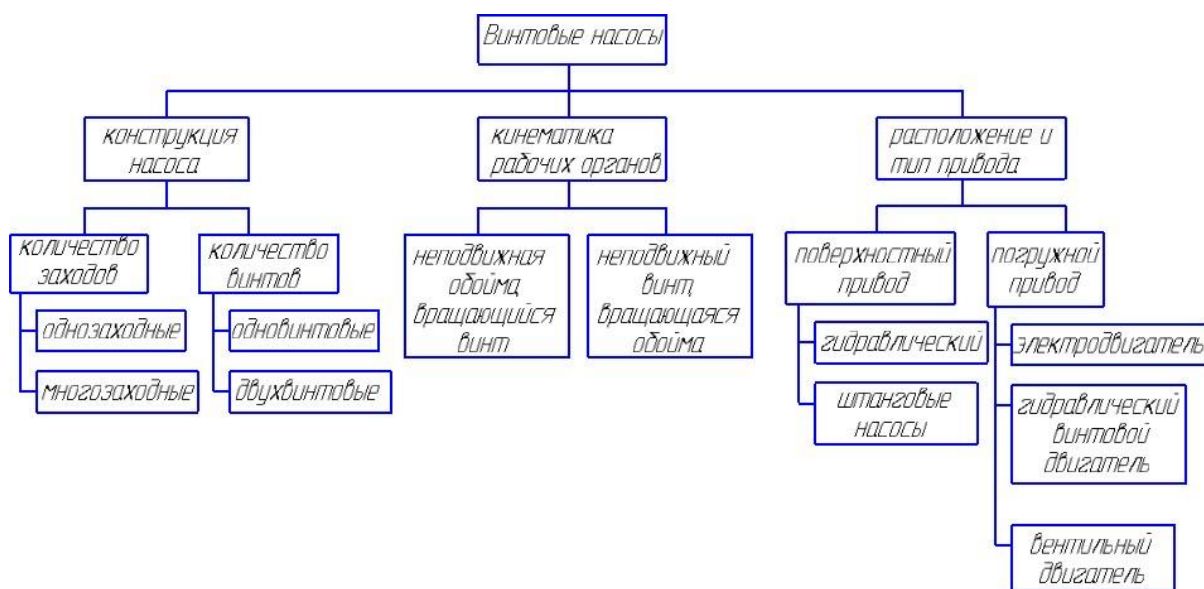


Рис. 2.10 - Классификатор винтовых насосов.

Добыча нефти при помощи Винтовых насосов – самый распространенный способ искусственного подъема нефти, что объясняется их простотой, эффективностью и надежностью.

Установки ЭВН могут применяться в осложненных условиях эксплуатации – в пескопроявляющих скважинах, при наличии в добываемой нефти пара-фина, при высоком газовом факторе, при откачке коррозионной жидкости, при большой глубине спуска насоса [5].

Как показывает практика, межремонтный период работы скважин с установками ЭВН сильно зависит от правильности выбора конструкций установок и режима их работы.

Существующие многочисленные методики подбора оборудования и режима работы позволяют с разной степенью успешности решать вопросы повышения эффективности эксплуатации скважин. Благодаря постоянному совершенствованию, УЭВН в настоящее время остаются простым, довольно надежным, экономически приемлемым и конкурентоспособным оборудованием.

Оборудование УЭВН состоит из двух частей: наземного и подземного. Наземное оборудование состоит из станка-качалки, привода, станции управления и устьевой арматуры. Подземное оборудование включает в себя колонну НКТ, колонну штанг, глубинный насос и, при необходимости, другие элементы (хвостовик, газовый или газопесочный якорь, якорь для фиксации колонны НКТ в обсадной колонне и т.п.).

Цилиндр скважинного насоса имеет различное конструктивное оформление, а внутренняя его поверхность тщательно обработана, равно как и наружная поверхность плунжера. Вместе они составляют пару трения.

Вставной насос спускают в скважину в собранном виде на насосных штангах и извлекают его на поверхность также в собранном виде путем подъема этих штанг. насос устанавливают и закрепляют при помощи специального замкового приспособления, заранее спускаемого в скважину на трубе.

Для смены вставного насос достаточно поднять на поверхность только. Эти преимущества вставного насоса имеют особое значение при эксплуатации глубоких скважин, в которых спуско-подъемные операции при подземном ремонте занимают много времени.

Невставные насосы характерны тем, что их основные узлы (цилиндр и плунжер) спускаются в скважину отдельно: цилиндр - на насосных трубах, а плунжер в сборе с всасывающим и нагнетательным клапанами на штангах. Подъем невставного насоса из скважины осуществляется также в два приема: сначала извлекают штанги с плунжером и клапанами, а затем трубы с цилиндром.

Вставные скважинные насосы наиболее эффективно применять в глубоких скважинах с относительно небольшими межремонтными периодами. Невставные насосы эффективней применять в скважинах относительно небольшой глубины с большими межремонтными периодами.

Простота обслуживания и надежность скважинных насосов, высокий КПД, гибкость в отношении регулирования, отборов жидкости с различных глубин, возможность их применения в осложненных горно-геологических условиях эксплуатации и ряд других преимуществ вывели этот способ на ведущее место в нефтедобывающей отрасли [8].

Таблица. 2.11 - Эффективность применения установок винтовых насосов за период 2017-2018 гг. на Крапивинском месторождении

Диаметр УЭВН	Количество скважин	Средние значения								
		Забойное давление, МПа	Пластовое давление, МПа	Динамический уровень, м	Глубина подвески Насосов, м	Глубина погружения Насосов, м	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Коэффициент подачи
CVI										
27 мм	1	3,3	11,2	1043	1313	270	3,0	1,5	44,9	0,47
32 мм	1	2,9	10,5	1174	1369	195	3,5	2,2	28,2	0,40
44 мм	1	2,2	11,5	1284	1369	85	25,0	13,9	36,9	0,63

Установками Винтовых глубинных Насосов эксплуатируются пласты васюганской свиты Ю<sub>1-1</sub>, Ю<sub>1-2</sub> и Ю<sub>1-3</sub> (Ю<sub>1+2+3</sub>).

Глубина спуска Насосной установки изменяется в пределах от 1175 до 1460 м при среднем значении 1349 м. Динамический уровень в скважинах находится в пределах от 989 до 1284 м при среднем значении 1137 м. Расчетное минимальное допустимое погружения Насосов под динамический уровень составляет от 70 до 170 м. Фактическое среднее значение забойного давления составляет 3,0 МПа (Р<sub>заб.min</sub>=2,1 МПа, Р<sub>заб.max</sub>=4,0 МПа), что обеспечивает депрессию на пласт в пределах от 3,9 до 10,4 МПа. Насосное оборудование работает в пределах своих рабочих характеристик. Среднее значение коэффициента подачи составляет 0,45.

Расчетное минимальное допустимое погружения Насосов под динамический уровень составляет от 70 до 250 м. Фактическое среднее значение забойного давления составляет 3,0 МПа (Р<sub>заб min</sub>=1,2 МПа, Р<sub>заб max</sub>=4,4 МПа), что обеспечивает депрессию на пласт в пределах от 3,4 до 10,8 МПа. Насосное оборудование работает в пределах своих рабочих характеристик. Среднее значение коэффициента подачи составляет 0,54 [1].

На сегодняшний день Крапивинское месторождение находится на четвертой стадии разработки. Ожидаемая ежесуточная добыча составляет 2540 тн/сут. 75 скважин остановлены под ограничение добычи (ежесуточные потери составляют 716тн). Согласно актуальной таблицы ВОФ (высоко-обводненный фонд) под остановку находятся 22 скважин с шифром «не рентабельна». Средний дебит данных скважин составляет 16м<sup>3</sup>/сут. Эксплуатация производится в периодическом режиме (отсутствие УЭЦН, способных работать со скважинами с низким потенциалом в постоянном режиме).

Отсюда при следующем отказе планируется перевод данных скважин в нерентабельный фонд.

Во избежание сокращения дающего фонда есть возможность монтажа и спуска низкодебитного оборудования – УЭВН (винтовых насосов).

Распределение по типоразмеру Насосов, применяемых на Крапивинском месторождении, представлено в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Распределение фонда скважин Крапивинского месторождения, оборудованных УЭВН по типоразмеру применяемых Насосов

Типоразмер Насоса	Количество скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
НВ1Б-27	1	0,3
НВ1Б-32	1	0,3
НВ1Б-38	1	0,3

Распределение скважин по глубине спуска оборудования представлено в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Распределение фонда скважин Крапивинского месторождения, оборудованных УЭВН по глубине спуска оборудования

Глубина спуска Насосов, м	Число скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
от 1401 до 1500	1	0,3
от 1501 до 1600	2	0,6

Наибольшее число скважин имеют глубину спуска насоса порядка 1501-1600 м (0,6 % скважин), что обусловлено глубиной залегания кровли продуктивного пласта и положением динамического уровня в скважине.

Распределение скважин по глубине динамического уровня в скважине представлено в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Распределение фонда скважин Крапивинского месторождения, оборудованных УЭВН по глубине динамического уровня в скважине

Глубина динамического уровня, м	Число скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
выше 500	3	1

Динамические уровни на месторождении меняются в очень широком диапазоне, что является результатом эксплуатации скважин на разных горизонтах с разными энергетическим состоянием пластов и глубинами спусков глубинно-Насосного оборудования.

Одним из наиболее важных параметров характеризующих работу глубинно-Насосного оборудования является режим его работы.

На Крапивинском месторождении средняя наработка на отказ УЭЦН составляет 585 сут.

За период с 01.01.2017 по 01.01.2018г. на Крапивинском месторождении было произведено 124 текущих ремонтов скважин.

Таблица 2.15 – Причины ремонтов насосов на Крапивинском месторождении

Причина ремонта	2015	2016	2017	2018	Сумма	Доля, %
Оптимизация работы скважины	7	2	1	2	12	9,7
Отказ Насоса	3	6	8	8	25	20,2
Отложения АСПО	2	15	8	6	31	25,0
Отложения парафина на приеме Насоса	3	2	2	3	10	8,1
Отказ НКТ	5	3	2	2	12	9,7
Отложения парафина в НКТ	1	1	2	1	5	4,0

За последний рассматриваемый 2018 год было проведено 27 текущих ремонтов скважин.

По причине «оптимизация работы скважины» выполнено 2 ремонта (7,4%). Все эти ремонты связаны со сменой типоразмера Насоса, изменения глубины спуска оборудования вследствие изменения коэффициента продуктивности скважины и неправильного подбора глубинно-Насосного оборудования при предыдущем ремонте скважины.

По причине «Отказ НКТ» произошло 2 ремонта (7,4 %).

По причине «отложения АСПО» выполнено 6 ремонтов (22,2 %).

По причине «отложения парафина на приеме Насоса» и «отложения парафина в НКТ» произведено 3 (11,1 %) и 1 (3,7 %) ремонты соответственно.

На данный момент фонд скважин, эксплуатирующийся УЭЦН, осложненный АСПО, практически полностью защищен штангами со скребками, позволяющими очистить колонну НКТ от АСПО.

## **2.4 Характеристика программно-технологического комплекса для проведения расчетов подбора насосов «Rospump»**

Современные программные продукты для подбора глубинно-Насосного оборудования достаточно разнообразны. Большая часть этих программ специализируется на подборе оборудования только для одного способа эксплуатации. Как правило, эти программы поставляются в комплекте с насосным оборудованием («SubPump», «WellFlow») или приборами («Pump Pro», «Архат»). Они отличаются сложным специфичным для конкретного вида Насосного оборудования алгоритмом подбора, требующим высокой квалификации пользователя, привязкой к конкретному сортаменту оборудования (например какой-либо фирмы-производителя). Кроме того, в зарубежных программах, как правило, не осуществляется учет пространственной кривизны скважины. Некоторые из зарубежных программ плохо адаптированы для России (плохой перевод, несовместимые единицы измерения). Из универсальных программ следует отметить

«Автотехнолог». Но в силу своей универсальности, часть расчетов в «Автотехнологе» проводится упрощенно, не учитывается ряд важных с точки зрения работы оборудования параметров (температура ПЭД, динамические нагрузки в штанговой колонне, деформация узлов оборудования в искривленных участках ствола скважины).

Законченный цикл подбора оборудования, включающий прогноз наработки на отказ, расчет себестоимости, выбор способа эксплуатации присутствует только в ПТК «Rospump» [9].

Программно-технологический комплекс «Rospump» – это новая

разработка ведущих специалистов Башкирского научно-исследовательского проектного института нефти во главе с доктором технических наук, профессором К.Р.Уразаковым. Разработка программно-технологического комплекса (ПТК)

«Rosrpump» начата в БашНИПИнефти в начале 80-х годов.

Программно-технологический комплекс «Rosrpump» представляет собой программное средство для расчета оптимального технологического режима скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), скважинных Винтовых Насосов (УЭВН), электродиафрагменных Насосов (УЭДН), скважинных винтовых Насосов с поверхностным приводом (УСВН).

Первый этап апробации и внедрения на промыслах ПО Башнефть, ПО Когалымнефтегаз, ПО Нижневартовскнефтегаз ПТК «Rosrpump» производился с использованием электронных вычислительных машин единой серии, что не позволяло оперативно обрабатывать промысловую информацию и снижало эффективность эксплуатации комплекса. Массовое внедрение на нефтепромыслах персональных компьютеров определило стратегию второго этапа внедрения ПТК «Rosrpump», направленную на конечного пользователя – технолога по добыче нефти. Благодаря выбранной стратегии, разработанный комплекс получил широкое распространение на нефтедобывающих предприятиях Урало-Поволжья и Западной Сибири, достигнут ощутимый экономический эффект.

Процесс внедрения комплекса сопровождался решением ряда проблем и интересных задач, которые специалисты лаборатории техники и технологии добычи нефти цеха нефтепромысловых исследований и производственных работ решали совместно с разработчиками программы.

На сегодня комплекс установлен во всех цехах добычи нефти НГДУ

«Туймазанефть», и ни одно геолого-техническое мероприятие не проводится без предварительного расчета по ПТК «Rosrpump». Он позволяет максимально эффективно использовать имеющийся фонд, достичь наиболее



эффективной эксплуатации каждой отдельной скважины.

Существуют аналоги — как отечественные, так и зарубежные, но у этих программ есть ряд существенных недостатков. В частности, они не учитывают профиль и кривизну ствола скважины. Кроме того, зарубежные стоят гораздо дороже отечественных разработок.

Программно-технологический комплекс «Rosump» — единственная из известных универсальных программ, обеспечивающая практически все специфические для конкретных способов расчеты (температуры ПЭД, деформации УЭЦН, напряжения от изгиба в штанговой колонне, динамической динамо- граммы и т.д).

Программно-технологический комплекс «Rosump» представляет собой программный продукт для расчета оптимального технологического режима скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН); установками скважинных Винтовых Насосов (УЭВН), в т.ч. в периодическом режиме; установками электродиафрагменных Насосов (УЭДН); установками скважинных винтовых Насосов с поверхностным приводом.

Программно-технологический комплекс «Rosump» позволяет производить:

- - расчеты по выбору способа эксплуатации механизированного фонда;
- - расчет оптимального режима и подбор оборудования для скважин, оборудованных УЭЦН, УЭВН, УЭДН и УВНП;
- - расчет равнопрочной колонны штанг с учетом напряжений от изгиба;
- - расчет интервала расстановки центраторов и изменение диаметра ступеней штанговой колонны;
- - подбор типоразмера погружного электродвигателя (ПЭД), расчет температурного режима ПЭД и кабеля;
- - расчеты распределения давления, плотности и газосодержания с учетом динамики трехфазной газожидкостной смеси;
- - расчет равнопрочной конструкции колонны Насосно-компрессорных

труб (НКТ), обеспечивающей снижение металлоемкости и более высокую надежность за счет снижения напряжений в верхнем сечении;

- - расчет гидродинамической модели;
- - расчет себестоимости добываемой нефти, чистого дисконтированного дохода и затрат на добычу нефти за период наработки на отказ;
- - адаптацию математической модели к условиям конкретного месторождения.

Комплекс содержит:

а) реляционную базу данных, содержащую промысловые данные, а так же справочные данные, необходимые для проведения расчетов по подбору УЭЦН, УЭВН, УЭДН и УВНП;

б) исполняемый модуль, обеспечивающий интерфейс пользователя с базой данных, проведение расчетов, просмотр и печать результатов расчета (выходных документов);

в) функциональная структура расчетного модуля ПТК «Rospump» основывается на взаимодействии группы блоков. Основным блоком является численная модель лифта добывающей скважины, основанная на динамике трехфазной газожидкостной смеси.

В комплексе «Rospump» для хранения данных используется Microsoft Access.

Файлы баз данных могут находиться в доступной сразу нескольким пользователям сетевой папке. В этом случае при необходимости хранения результатов расчетов на локальной машине (не в сетевой папке) необходимо установить атрибут «Локальные результаты» в параметрах соединения с базой данных [10].

Программно-технологический комплекс «Rospump» позволяет достичь наиболее эффективной эксплуатации каждой отдельной скважины.

### 3. Расчет параметров проектируемого винтового насоса

#### 3.1. Расчет винтового насоса и анализ программного обеспечения «Rospump»

Длительная работа УЭВН в скважине будет обеспечена грамотно подобранным режимом – системой следующих параметров: типоразмер Насоса, глубина спуска, величина погружения под динамический уровень, [11].

Подбор оборудования УЭВН производится при каждом ремонте скважины. Существуют многочисленные методики подбора оборудования и режима его работы, которые позволяют с разной степенью успешности решать вопросы повышения эффективности эксплуатации скважин [12].

На рисунке 3.1 представлен алгоритм подбора оборудования УЭВН.



Рисунок 3.1 – Алгоритм подбора оборудования УЭВН

Таблица 3.2 – Исходные данные для подбора оборудования УЭВН для эксплуатации скважин Крапивинского месторождения

Параметры	Скважина № 2282	Скважина № 2271	Скважина № 1300
Тип скважины	эксплуатационная	эксплуатационная	эксплуатационная
Искусственный забой, м	1508	1882	1588
Интервалы перфорации, м	1502,8-1508	1474-1483	1557-1563
Диаметр колонны, мм	146	146	146
Диаметр НКТ, мм	73	73	73
Динамический уровень жидкости, м	1210	1271	995
Забойное давление, МПа	2,76	2,14	2,65
Давление насыщения, МПа	4,2	2,35	6,81
Пластовое давление, МПа	7,74	10,09	10,17
Температура пласта, °С	20	20	27
Плотность: нефти, кг/м <sup>3</sup>	903	892	875
воды, кг/м <sup>3</sup>	1170	1170	1160
газа, кг/м <sup>3</sup>	1,05	1,05	1,35
Вязкость: нефти, мПа·с	23	23	10,2
воды, мПа·с	1	1	1,2
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,8	25,4	10,8
Объемный коэффициент	1	1	1,24
Обводненность, %	36	65	40
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	1,76	0,28	1,2
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	7,73	1,78	6,5

Пример расчета подбора оборудования программно-техническим комплексом «Rosrpump» для скважины № 2282 Крапивинского месторождения приведен ниже:

Выбирают тип Насоса и диаметр Насосно-компрессорных труб. В зависимости от диаметра и глубины спуска Насоса выбирают конструкцию колонны штанг.

Устанавливают параметры работы УЭВН (режим откачки). Правильно назначенный режим откачки должен характеризоваться максимальной длиной хода  $S$ , минимальным диаметром Насоса.

Подбор мощности электродвигателя производится по формуле [15]

$$N = P_{жс} \times v \times \eta_m ; \text{ кВт}, \quad (3.3)$$

Где  $P_{жс}$  – вес столба жидкости в НКТ, выше динамического уровня, кг;

$\eta_m$  – механический КПД установки, равный 0,82.

Проведём аналогичный расчёт параметров для скважин №2282 и № 2271.

Результаты расчета основных параметров УЭВН сведём в таблицу 3.4

Таблица 3.4 – Результаты расчета основных параметров УЭВН

Параметр	Обозначение	Скважина № 2281	Скважина № 2271	Скважина №1300
Планируемый отбор жидкости, м <sup>3</sup> /сут	$Q$	8,76	2,23	9,024
Глубина спуска Насоса, м	$L_n$	1451,32	1868,81	1535,4
Плотность смеси ниже приема Насоса, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{см}$	1007,05	1082,03	872,16
Объемная производительность установки, м <sup>3</sup> /сут	$Q_{нас}$	12,52	3,18	12,89
Диаметр Насоса, мм	$d_n$	29	29	29
Необходимая мощность, кВт	$N$	4,97	1,63	5,42

Расчет технологической эффективности проектируемого мероприятия

Для того, чтобы оценить технологическую эффективность оптимизации скважин № 2282, № 2271 и № 1300 Крапивинского месторождения, рассмотрим проектируемые параметры до и после оптимизации.

В таблице 3.4 приведены проектируемые параметры оптимизации скважин № 2282, № 2271 и № 1300 Крапивинского месторождения.

В таблице 3.5 сведены параметры после оптимизации оборудования для рассматриваемых скважин.

Таблица 3.5 – Параметры после оптимизации УЭВН

Параметр	Скважина № 2282	Скважина № 2271	Скважина № 1300
Типоразмер установки	НВ1С-29-18-25	НВ1С-29-29-25	НВ1С-29-18-25

В результате проведенного подбора оборудования удалось увеличить дебиты скважин, производительность оборудования, определить рациональную глубину спуска Насоса и параметры его работы, с учетом особенностей условий эксплуатации на месторождении. Результаты оптимизации отразились на технологических показателях добычи.

Сравнительный анализ результатов проведения оптимизации оборудования УЭВН приведен в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Технологические показатели оптимизации УЭВН

Показатель	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут		Дебит нефти, т/сут	
	до	после	до	после
Скважина № 2282	7,73	8,76	4,5	5,07
Скважина № 2271	1,78	2,23	0,54	0,70

Скважина № 1300	6,5	9,024	3,4	4,73
-----------------	-----	-------	-----	------

Таким образом, оптимизация оборудования УЭВН и режима его работы для скважин № 2282, № 2271 и № 1300 Крапивинского месторождения, позволяет достичь возможность наиболее эффективной эксплуатации каждой отдельной скважины.

### **3.2 Анализ работы скважины с момента кнопочного запуска**

Контроль за проведением монтажа и спуска первых УЭВН на Крапивинском н.м.р. осуществлялся под контролем технолога ЦДНГ и специалиста ЭПУС (Shnlumberger). После определения правильности вращения запуск производился на минимальной частоте (35Гц) с темпом разгона по частоте 3Гц за 24 часа. Вывод на режим осуществлялся в течение трех дней. После стабилизации рабочих параметров и получении расчетного дебита наблюдается стабильная работа на протяжении четырех месяцев при рабочей частоте 50Гц. Для осуществления контроля за работой применяется удаленный сбор данных.

Для эксплуатации скважин согласно регламентам и инструкциям необходим постоянный контроль за работой скважины. Основным решением данной проблемы является дистанционное управление и контроль за эксплуатацией. Данные, получаемые в реальном времени от систем погружной телеметрии (ТМСР) и наземного оборудования (ТМСН), поступают в SEMAC напрямую из системы телемеханики (SCADA) заказчика. При отсутствии подключения к SCADA (например, при эксплуатации единичных, удаленных скважин) связь с контроллерами осуществляется через спутниковый канал посредством системы LiftWatcher производства «Шлюмберже» (рис. 4.1).

Локальное кэширование данных дополнительно повышает надежность и производительность работы системы.

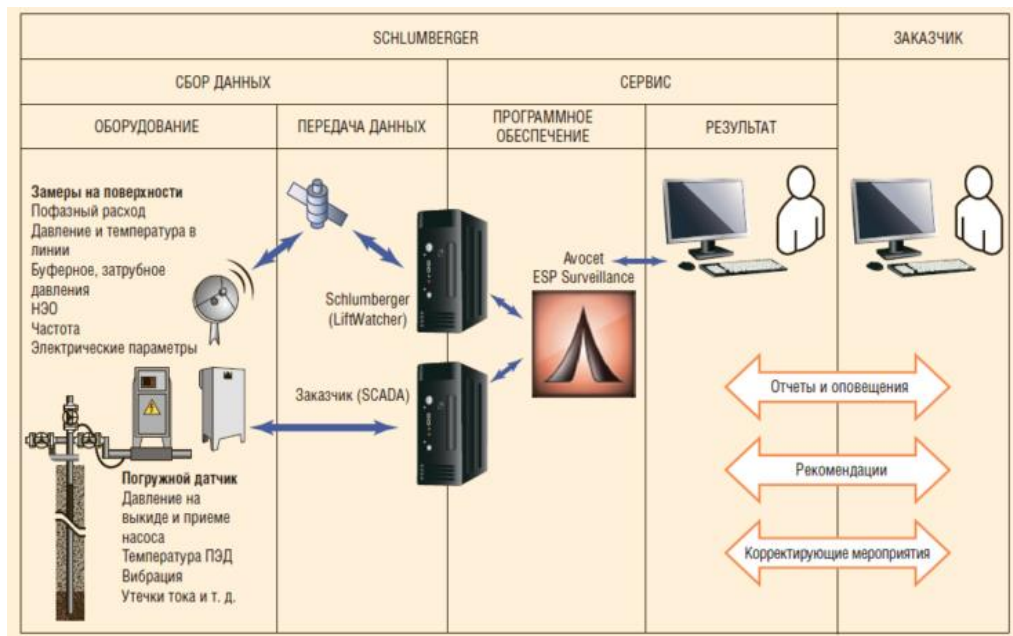


Рис 3.7. Модуль сбора данных погружной телемеханики.

Для каждого отслеживаемого параметра обеспечивается возможность установки двух уровней срабатывания оповещений, что позволяет легко настроить систему защиты под конкретные скважинные условия и анализировать (корректировать) отклонения в режимах работы оборудования до момента физического срабатывания уставок защит в контроллере станции управления (СУ), предотвращая таким образом частые остановки скважин и потери добычи. Встроенные интеллектуальные алгоритмы позволяют отслеживать изменение нескольких параметров одновременно и автоматически идентифицировать типичные нештатные ситуации, приводящие к отказам УЭЦН (например, работу при закрытой задвижке, срыв подачи, засорение рабочих органов насоса и др.).

В отличие от базовых уставок и защит, реализуемых на уровне контроллера СУ и обеспечивающих отключение оборудования при достижении заданных пороговых значений контрольных параметров, удаленный экспертный



контроль нацелен на своевременное обнаружение проблем и по возможности превентивное устранение причин, либо снижение негативного эффекта.

При выявлении нежелательных или потенциально аварийных режимов эксплуатации оборудования создаются три уровня оповещений с уведомлением по телефону, СМС и/или электронной почте согласно установленному регламенту взаимодействия с заказчиком. Первый уровень (незначительное событие, зеленый код) – это минимальный риск отказа УЭВН (существует потенциал оптимизации, требуется разработка корректирующих мероприятий). Второй уровень (серьезное событие, желтый код) – потенциально опасный режим эксплуатации, требующий принятия действий для стабилизации работы УЭВН. И третий уровень (критическое событие, красный код) подразумевает высокий риск отказа УЭВН, который требует немедленного вмешательства. Система позволяет ранжировать скважины по уровню отклонения от базовых рабочих параметров.

#### **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

##### **Введение**

В магистерской диссертации рассматривается целесообразность внедрения метода эксплуатации скважин, оборудованных УЭВН на Крапивинском нефтяном месторождении и приводится сравнение энергопотребления работы скважины в режиме в режиме кратковременной эксплуатации – для этого необходимо рассчитать эффективность при закупке нового оборудования для внедрения данного метода на Крапивинском нефтяном

месторождении. Также необходимо рассчитать экономию средств на электроэнергию при кратковременной эксплуатации и выявить дополнительные возможные сокращения вложения средств в период эксплуатации с помощью данного метода.

При эксплуатации скважин в постоянном режиме с низким притоком, используют УЭВН производительностью не более 25 м<sup>3</sup>/сут, т.к. они обладают лучшими энергетическими характеристиками по сравнению с установками для высокодебитных скважин (40÷80 м<sup>3</sup>/сут) и позволяют добывать нефть с меньшим расходом электроэнергии. Расчет режима эксплуатации скважины производят таким образом, чтобы обеспечить минимальное снижение объема добычи нефти по сравнению с кратковременной эксплуатацией скважины. Стоимость оборудования и показатели работы фонда для дальнейших расчётов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 –Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение
Средний дебит по нефти, т/сут.	20
Средняя наработка на отказ, сут.	230
Средняя продолжительность ремонта, час	124

Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300
Стоимость приобретения УЭВН25-1250, руб./ед.	336400
Стоимость приобретения ПЭД16-117МВ5, руб./ед.	131100
Стоимость приобретения Титан-250, руб./ед.	89000
Стоимость приобретения ЭЦНА5-80-1200, руб./ед.	78700
Стоимость приобретения ПЭД45-117МВ5, руб./ед.	171000
Стоимость приобретения Электон-05-75 с ЧРП, руб./ед.	127000

Стоимость и показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования приведена за период 2015-2017 год, без НДС.

#### 4.1 Расчёт экономии электроэнергии

Для проведения расчётов мы рассмотрим два вида эксплуатации скважины:

1. Рассчитаем работу УЭВН в постоянном режиме с регулируемым приводом станции управления;
2. Рассчитаем работу ЭЦН в режиме кратковременной эксплуатации с частотно регулируемым преобразователем.

Исходные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Исходные данные для расчета эффективности применения метода КЭС

Дебит скважины [Q]	м3/сут	30
Глубина подвески установки [H <sub>п</sub> ]	м	1500
Высота статического столба жидкости над приемом насоса [h]	м	1000
Давление в выкидной линии устья скважины [P <sub>у</sub> ]	м	100
Давление в межтрубном пространстве скважины [P <sub>м</sub> ]	кГс/см <sup>2</sup>	0

Требуемый напор насоса [ $H_H = H_d + P_y - P_M$ ]	м	1200
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны [ $d_{HKT}$ ]	мм	123,7
Наружный диаметр НКТ [ $D_K$ ]	мм	73
Площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины [ $S = \pi \cdot (d_{HKT}^2 - D_K^2) / 4$ ]	м <sup>2</sup>	0,0078

Согласно приведённым исходным данным далее будет произведён расчёт – работы УЭВН в постоянном режиме и в режиме кратковременной эксплуатации скважины.

#### 4.2. Расчёт работы УЭВН в постоянном режиме

С начала произведём расчёт работы электровинтового насоса в постоянном режим эксплуатации с регулируемой станцией управления.

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 20 м<sup>3</sup>/сут является установка, состоящая из насоса УЭВН25-1250, состоящего из двух четырехметровых секций, и электродвигателя ПЭД 16-117 МВ5. Они имеют следующие характеристики в оптимальном режиме (данные получены с помощью программного обеспечения «Аерад»):

$Q_{OPT} = 20$  м<sup>3</sup>/сут - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

$H_{OPT} = 1110$  м - напор ЭЦН в оптимальном режиме,

$\eta_{OPT} = 46,5\%$  - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,

$N_{OPT} = 11,21$  кВт - мощность, потребляемая УЭВН в оптимальном режиме,

$P_{НОМ} = 11$  кВт - номинальная мощность ПЭД,

$\eta_{НОМ} = 89\%$  - номинальный КПД ПЭД,

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо дросселирование насоса. Характеристики УЭВН при этом изменятся следующим образом:

$Q_0 = 25$  м<sup>3</sup>/сут. - подача УЭВН в рабочем режиме,

$H_0=1340$  м - напор УЭВН в рабочем режиме,

$\eta_0=32\%$  - КПД УЭВН в рабочем режиме.

Мощность, потребляемая УЭВН в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{25 \cdot 1340}{8800 \cdot 0.35} = 10,8 \text{ кВт} \quad (1)$$

Мощность ПЭД выбрана с запасом по сравнению с мощностью УЭВН с целью обеспечения возможности освоения скважины. При недогрузке ПЭД его КПД уменьшается:

$\eta_{\text{нд}}=82\%$  - КПД ПЭД в рабочем режиме, мощность УЭВН составляет 76,1% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 16 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 57,1 \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (2)$$

где  $n=3000$  об/мин - синхронная скорость вращения ПЭД.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 2,67 \frac{\text{м}}{\text{мин}} \quad (3)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,27 (кГс/см<sup>2</sup>)/мин.

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}} = \frac{10,8}{0,82} = 13,5 \text{ кВт} \quad (4)$$

Удельный расход электроэнергии ПЭД равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_{\text{н}}} = \frac{13,5 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 12,96 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (5)$$

Стоимость УЭВН25-1250 равна 336 400 руб., ПЭД16-117МВ5 131100 руб. Используемая совместно с данной установкой станция управления «Титан-250» имеет стоимость 112000 руб.

Стоимость остальных элементов установки не учитывается, т.к. они одинаковы во всех вариантах.

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{ЭЦН}} + P_{\text{ПЭД}} + P_{\text{СУ}} = 336400 + 131100 + 112000 = 478700 \text{ руб.} \quad (6)$$

Общая стоимость оборудования составляет 478700 руб. без НДС [23].

### 4.3 Расчёт работы ЭЦН в режиме КЭС

Далее произведём расчёт работы электроцентробежного насоса в режиме кратковременной эксплуатации с частотно-регулируемой станцией управления.

При кратковременной эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно действующих фактора: увеличение скорости износа ЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для того чтобы в результате одновременного воздействия обоих указанных факторов МРП по износу насоса увеличился даже в самых неблагоприятных условиях эксплуатации, необходимо, чтобы производительность установки была не менее

$$Q_{\text{опт}} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \text{ [м}^3\text{/сут]}. \quad (7)$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции. При частоте переменного тока 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин его напор равен  $N_{\text{опт}}=1320$  м (данные получены с помощью программного обеспечения «Аерад»).

Для более точной настройки напора потребуется понизить частоту

переменного тока до 66,7 Гц и скорость вращения ЭЦН до 4000 об/мин. Характеристики ЭЦН и ПЭД в этом случае будут следующими:

$Q_{\text{опт}}=173 \text{ м}^3/\text{сут}$  - подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{\text{опт}}=1200 \text{ м}$  - напор насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{опт}}=39,3 \text{ кВт}$  - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{опт}}=61\%$  - КПД насоса в оптимальном режиме.

В качестве привода данному ЭЦН потребуется ПЭД32-117МВ5, который при частоте переменного тока 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:

$P_{\text{ном}}=42,7 \text{ кВт}$  - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{\text{ном}}=85,5\%$  - номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД при частоте переменного тока 50 Гц будет равен:

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 105 \text{ н} \cdot \text{м} \quad (9)$$

С учетом того, что при кратковременной эксплуатации скважин используются в основном короткие односекционные ЭЦН, требующие меньшего пускового момента, а не двухсекционные, как во всех других известных способах эксплуатации скважин, а также применяются более мощные ПЭД, можно сделать вывод, что условия пуска УЭЦН при кратковременной эксплуатации скважин являются наиболее благоприятными.

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен:  $2,05 \div 4,2$ .

Запас производительности установки и, следовательно, краткость увеличения МРП по износу насоса за счет уменьшения продолжительности включения УЭЦН равна:

$$K = \frac{Q_{\text{опт}}}{Q} = \frac{173}{30} = 5,77 \quad (10)$$

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в  $1,4 \div 2,8$  раза.

При периодической эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно задать  $\phi \geq 0,99$ , т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине, для недопущения снижения дебита не более чем на 1%, будет равна:

$$t_{\text{нк}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \phi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0.0078 \cdot (1 - 0.99)}{30} = 0,25 \text{ ч} = 15 \text{ мин.} \quad (11)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины равна:

$$t_{\text{отк}} = \frac{t_{\text{нк}} \cdot \phi}{K - \phi} = \frac{15 \cdot 0,99}{7 - 0,99} = 2,5 \text{ мин} \quad (12)$$

Период эксплуатации скважины составит:

$$T = t_{\text{нк}} + t_{\text{отк}} = 15 + 2,5 = 17,5 \text{ мин} \quad (13)$$

Продолжительность включения УЭЦН равна:

$$k = \frac{t_{\text{отк}}}{T} \cdot 100 = \frac{2,5}{17,5} \cdot 100 = 14,3 \% \quad (14)$$

Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности включения УЭЦН характеризуют режим работы установки как кратковременный.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{173}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 15,4 \frac{\text{м}}{\text{мин}} \quad (15)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 1,54



(кГс/см<sup>2</sup>)/мин.

Скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше по сравнению с другими известными способами эксплуатации скважин. Поэтому кратковременная эксплуатация скважин позволяет наиболее быстро и качественно проводить освоение скважин, а также осуществлять операции по интенсификации притока жидкости в скважину без остановки оборудования и подъема из скважины.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой:

$$P = \frac{N_{\text{опт}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{39,3}{0,855} = 61,8 \text{ кВт} \quad (16)$$

Средняя потребляемая мощность ПЭД:

$$P = \frac{P \cdot t_{\text{от}}}{T} = \frac{45,97 \cdot 2,5}{17,5} = 16,8 \text{ кВт} \quad (17)$$

Удельный расход электроэнергии ПЭД будет равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_n} = \frac{16,8 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 15,9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (18)$$

Стоимость ЭЦНА5-125-700 равна 78700 руб., ПЭД32-117МВ5 171000 руб. Станция управления с преобразователем частоты так же, как и все остальное оборудование, работает в кратковременном режиме. Поэтому можно использовать СУ с ПЧ «Электрон-05-75» мощностью 63 кВА (40 кВт при  $\cos\phi=0,86$ ), которая имеет стоимость 127000 руб.

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{эцн}} + P_{\text{пэд}} + P_{\text{су}} = 78700 + 171000 + 127000 = 376700 \text{ руб.} \quad (19)$$

Общая стоимость оборудования составляет - 376700 руб. без НДС.

Выгода от закупки нового оборудования:

$$P_{\text{выгоды}} = P_{\text{общ(постоянный режим)}} - P_{\text{общ(КЭС)}} = 356300 - 376700 = 20400 \text{ руб.} \quad (20)$$

Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной

эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет всего 20400 рублей [23].

#### 4.4 Расчёт энергоэффективности и дополнительных затрат

Проведем расчёт экономии электроэнергии за год использования установки электроцентробежного насоса при кратковременной эксплуатации скважины, по сравнению с работой ЭЦН в постоянном режиме.

Разница в удельном расходе электроэнергии будет равен:

$$P_{уд} = P_{уд(пост)} - P_{уд(кэс)} = 15,96 - 12,9 = 3 \text{ кВт/час} \quad (21)$$

Потребление электроэнергии за год:

$$P_{уд(год)} = P_{уд} \cdot 365 = 3 \cdot 365 = 1095 \text{ кВт} \quad (22)$$

Стоимость разницы в расходе электроэнергии за год:

$$C_{Руд(год)} = C_{кВт} \cdot P_{уд(год)} = 5,1 \cdot 1095 = 203834 \text{ руб.} \quad (23)$$

Разница в удельном расходе электроэнергии для нашего примера 3 кВт/час. Экономия при работе установки целый год: 1095 кВт, при средней стоимости 1 кВт/час равной 5,1 руб, экономия за год работы установки = 203 834 руб [24].

Приведенные расчеты подтверждают осуществимость изобретения и достижение эффективного уменьшения энергопотребления при внедрении УЭВН. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет увеличить МРП и обеспечить минимальный расход электроэнергии при незначительном увеличении стоимости оборудования.

Если учитывать, что средняя наработка на отказ установки увеличится минимум в 1,4 раза, то в расчёты экономии денежных средств следует включать статью расходов на постановку бригады ТРС и стоимость нового оборудования.

Стоимость одного ремонта скважины обходится в 469 000 руб., а стоимость новой установки без замены СУ – 249 700.

$$C_{\text{при отказе}} = 469000 + 249700 = 718000 \text{ руб.} \quad (24)$$

Общая стоимость при отказе оборудования – 718 000. При этом можно сказать что при увеличении МРП скважины а следовательно продлевая СНО установки, в год экономия равна 359 350 руб.

Учитывая разницу цены приобретённого оборудования, экономии электроэнергии, уменьшения затрат на ремонт за скользящий год, экономия равна более полумиллиона (500 000) рублей на одну скважину.

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что эксплуатация УЭВН в постоянном режиме с регулируемым электрическим приводом по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность механизированной эксплуатации скважин.

## **Заключение**

УЭВН, как показала практика является одним из наиболее перспективных насосов для добычи нефти в Томской области, России и за рубежом. Простая конструкция, возможность откачки высоковязких жидкостей, широкий диапазон рабочих границ насоса, откачка жидкостей с высоким содержанием механических примесей, стабильная эффективность работы – это достоинства винтовых насосов, которые позволяют широко использовать в нефтяной промышленности. Достаточно небольшой опыт эксплуатации данного вида насоса с погружным электродвигателем показал, что винтовой насос является одним из наиболее эффективных технологий по добычи высоковязкой нефти. Так же нужно отметить, что одним из неблагоприятных факторов добычи нефти является повышенное газосодержание пластовой жидкости. И в этом винтовые насосы наиболее перспективны, так как наличие 50% свободного газа на приеме насоса никак не снижает его работоспособность.

Продолжительный промежуток времени считалось, что винтовой насос ограничивает свое использование только лишь при добычи высоковязкой нефти. Тем не менее, современные установки винтового насоса при должном выборе кинематических параметров позволяют довольно успешно работать в искривленных скважинах. Во-первых, в месте установки насоса угол наклона ствола скважины не влияет на его рабочие параметры. Во-вторых, установки электровинтового насоса имеют малую длину, что соответственно облегчает прохождение этого насоса по искривленной скважине.

В последние годы винтовые насосы имеют широкое распространение, потому что во многих тяжелых условиях эти насосы являются самым лучшим способом извлечения нефти из трудноизвлекаемых запасов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алиев З.С, Бондаренко В.В «Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений», г.Печора, Издательство «Печорское время» 2013г.;
2. «Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», М. 2009г.;
3. «Регламент на составление проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», М. 2006г. РД 153-39-007-96;
3. «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений» под редакцией Ш.К.Гиматудинова., М. Недра 2003г.;
4. А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов «Руководство по исследованию скважин», М. Наука 2005г.;
5. В.С.Бойко «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений»;
6. Геологические отчеты предприятия;
7. Г.Е. Попов «Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений», М. Недра 2012г.

